

УДК 622.276:531.71:004.94

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. А. Губайдуллин^{1,3}, В. П. Косяков^{1,2,3}

¹ Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН

² ООО «Юни-КОНКОРД»

³ Тюменский государственный университет, gubai@tmn.ru, hammer-rav@mail.ru

Оценка состояния нефтяного месторождения является важной производственной задачей. В настоящей работе предлагается набор инструментов и методов, позволяющих в приемлемые для практики сроки получать основные характеристики для анализа состояния нефтяного месторождения. Предлагаемые инструменты позволяют получать данные для проведения анализа на разных масштабах: от отдельных скважин до месторождения в целом. Для этого необходим минимум исходной информации – промысловые данные.

Ключевые слова: гидропроводность, обратная задача, адаптация, пластовое давление, нефтяное месторождение, корректировка исходных данных.

EXPRESS PROCEDURE OF STATE EVALUATION OF OIL FIELD

A. A. Gubaidullin^{1,3}, V. P. Kosyakov^{1,2,3}

¹ Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics, Tyumen site,
Siberian Branch, Russian Academy of Sciences

² ООО Uni-CONCORD

³ Tyumen State University, gubai@tmn.ru, hammer-rav@mail.ru

The state evaluation of an oil field is an important production task. The article provides a set of tools and methods that allows obtaining basic characteristics for state analyzing of the oil field within a reasonable period. Suggested tools allow receiving data for analysis at different scales: from individual wells to the field as a whole. This calls for a minimum of source information that is field data.

Keywords: hydraulic conductivity, inverse problem, customization, formation pressure, oil field, design premises adjustment.

В процессе разработки нефтяного месторождения постоянно возникают задачи, так или иначе связанные с оценкой состояния объекта разработки. Текущее состояние является совокупным результатом всех событий и воздействий, оказываемых на объект разработки с момента начала его эксплуатации. Другими словами, для проведения качественного анализа текущего состояния необходим весь объем промысловой информации, а также ее обработка. Целью настоящей работы является демонстрация возможности использования простых и быстрых методов и алгоритмов для решения задач анализа текущего состояния разработки.

Для решения поставленной задачи необходимо провести анализ обеспеченности необходимыми данными и, в случае их нехватки, заполнить пропуски в замерах. Восстановленные значения отмечаются, и в дальнейших расчетах для этих данных вводятся весовые коэффициенты, а в случае необходимости производится их корректировка для согласованности и непротиворечивости остальным данным [2]. В качестве входной информации предлагается использовать месячные эксплуатационные рапорты (МЭР). Выбор временного шага

длиной в месяц, с одной стороны, позволяет получать относительно сглаженные данные, но, с другой – отслеживать динамику изменения основных показателей. Кроме того, шаг длиной в месяц позволяет использовать допущение о стабилизации пластового давления и, как следствие, потоков жидкости и дебитов скважин. Это допущение упрощает использование приемов распараллеливания в алгоритмах расчета при расщеплении по времени. Синхронизация данных для разных временных шагов осуществляется при помощи внешних итераций и регуляризирующих функций. Расчетная часть выполняется на высокоуровневом языке программирования Julia при использовании встроенных возможностей распараллеливания и пакета оптимизации “NLOpt” [5].

Первым шагом предлагается использовать численно-аналитический алгоритм восстановления гидропроводности на скважинах [1, 4]. Результатом расчета является динамика гидропроводности для скважин, которая, в свою очередь, позволяет оценить эффективность проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) снижения/повышения темпа закачки, и для нагнетательных скважин построить диагностические «графики Холла», позволяющие оценить работу нагнетательных скважин. Дополнительным результатом является проверка согласованности замеров забойного давления и дебитов жидкости.

Вторым шагом является построение карт пластового давления для каждого временного шага, которые являются энергетической характеристикой пласта [1]. Построение карт предлагается выполнять для неструктурированной сетки – полигонов Вороного. Такие сетки легко адаптируются к любому взаимному расположению стволов, геологических неоднородностей и границ, кроме того, они имеют небольшой набор узлов из-за разрежения и сгущения в нужных местах. Для расчета поля давления необходимо интерполировать поле гидропроводности на выбранной сетке, используя один из стандартных методов интерполяции: линейный, Лапласа [4] или геостатистические методы [3]. При построении поля давления решается оптимизационная задача, в которой помимо построения карты пластовых давлений адаптируются расходы жидкости на скважинах.

Карта пластового давления позволяет оценить энергетическое состояние месторождения, выявить зоны с пониженным и/или повышенным пластовым давлением и, как следствие, выработать рекомендации по регулированию темпов отбора/закачки, осуществить выбор скважин для перевода в фонд поддержания пластового давления (ППД) и разбуривания новых скважин. На рис. 1 приведен пример карты построенного пластового давления, красными прямоугольниками выделены две зоны пониженного пластового давления. Для первой зоны можно рекомендовать осуществить перевод нескольких добывающих скважин в нагнетательные, для второй – увеличить темп закачки для уже имеющихся нагнетательных.

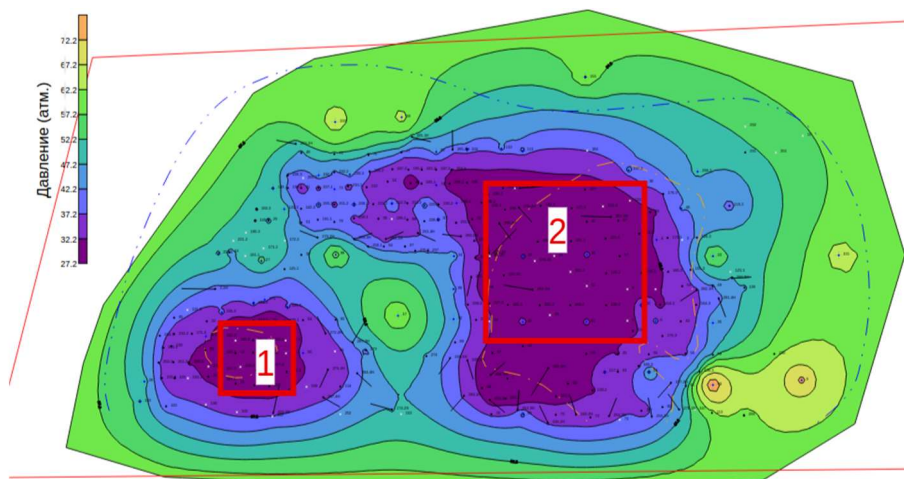


Рис. 1. Карта пластового давления
(красными линиями выделены зоны пониженного пластового давления)

Используя набор построенных карт пластовых давлений и интерполированных гидропроводностей, на следующем шаге можно рассчитать поле скоростей и на его основе построить линии тока. Линии тока показывают направление потоков фильтрации. Поскольку процесс установившийся, то линии тока и траектории совпадают. Если перейти на уровень расчетных ячеек и просуммировать поток жидкости, проходящий через каждую ячейку за весь период разработки, то полученная карта позволяет оценить вовлеченность того или иного участка месторождения в процесс разработки. На рис. 2 представлена карта, по которой можно оценить эффективность текущего состояния заводнения. Для выделенных двух зон (преимущественно совмещенных с зонами 1 и 2 из рис. 1) можно подтвердить предыдущие рекомендации. Из рис. 2 видно, что зона 1 достаточно промыта и, следовательно, перевод одной из добывающих скважин под нагнетание не должен отрицательно сказаться на суммарном дебите нефти ввиду высокой обводненности продукции. В выделенной зоне 2 присутствуют нагнетательные скважины, и она является «слабо промытой», поэтому можно рекомендовать увеличить темпы закачки.

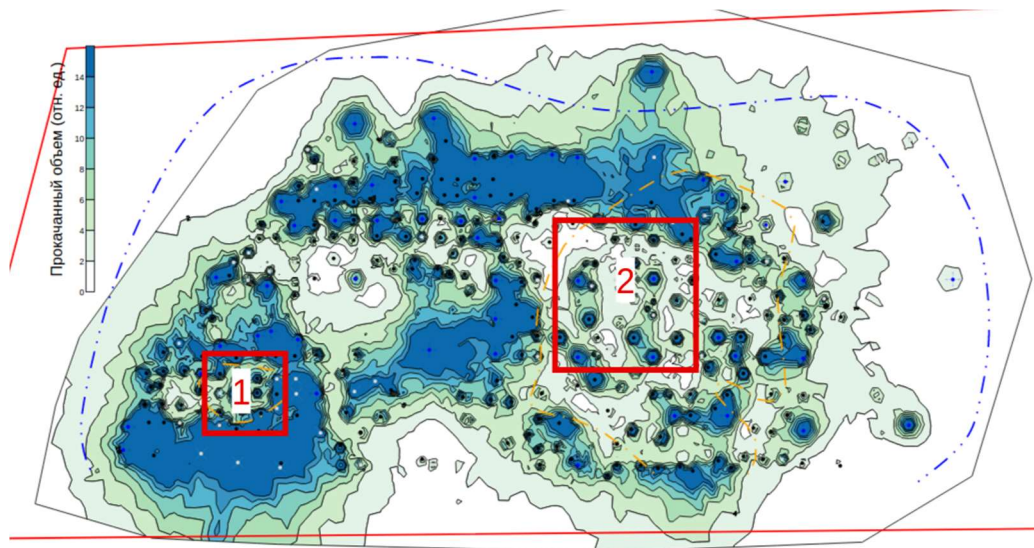


Рис. 2. Карта дренаруемых зон
(красными линиями выделены зоны пониженного пластового давления)

Для более детального анализа можно перейти на уровень скважин. Это позволит проанализировать пучок линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающим, и оценить суммарно доли потока нагнетаемой жидкости, относящиеся к добывающим скважинам. На рис. 3 представлены траектории (линии тока) и отражено влияние нагнетательных скважин на добывающие в виде треугольников, ширина основания и цвет которых характеризуют величину связи между скважинами, т. е. доли нагнетаемой жидкости, добываемой соседними скважинами. Приведен пример, где отмечены две нагнетательные скважины, имеющие относительно равномерное и неравномерное распределение потока нагнетаемой жидкости (скважины 1 и 2 соответственно). При необходимости можно выравнивать или корректировать направление и мощность потоков жидкости путем снижения темпов отборов.

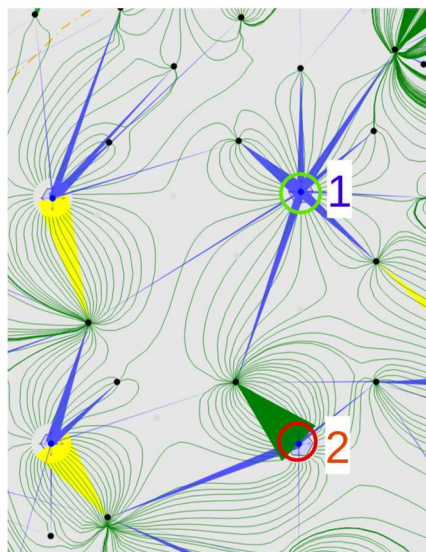


Рис. 3. Иллюстрация влияния нагнетательных скважин на добывающие
(цветом указана доля нагнетаемой жидкости:
синим – от 0,01 до 0,33; желтым – от 0,33 до 0,66; зеленым – от 0,66 до 1)

Таким образом на примере одного из месторождений показан алгоритм работы ускоренных методов анализа текущего состояния. Эффективность предложенного подхода и расчетных алгоритмов заключается в простоте и скорости их работы. Сделанные допущения позволяют значительно ускорить вычисления при помощи стандартных методов распараллеливания, сохранив при этом влияние основных исследуемых факторов. Для месторождения, приведенного в примерах, время расчета всех шагов составило около 10 мин на персональном компьютере, что значительно меньше времени, требуемого на решения подобного рода задач при использовании гидродинамического симулятора.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №16-29-15105.

Литература

1. Губайдуллин А. А., Косяков В. П. Численно-аналитический алгоритм решения обратной задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения при использовании промысловых данных // Вестн. кибернетики. 2016. № 3 (23). С. 25–31.
2. Губайдуллин А. А., Косяков В. П. Алгоритм решения задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения в условиях неполноты промысловых данных // Вестн. кибернетики. 2017. № 1 (25). С. 67–73.
3. Демьянов В. В., Савельева Е. А. Геостатистика: теория и практика / Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. М. : Наука, 2010. 327 с.
4. Салехов Г. С. К определению функции давления в неоднородных пластах нефтяных месторождений // ДАН СССР. Т. 105. 1955. № 6. С. 1174–1176.
5. Lubin M., Dunning I. Computing in Operations Research Using Julia // Informs Journal on Computing. 2015. № 27 (2). March. P. 238–248.
6. Батурич Ю. Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири : справ. пособие. В 2 т. Сургут : РИИЦ Нефть Приобья, 2016. Т. 2. Разработка месторождений. 204 с.
7. Закиров И. С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. М. ; Ижевск : НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2006. 356 с.